

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**

**MAX MAY**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM  
ENGENHARIA DE ENERGIA**

**ARARANGUÁ**

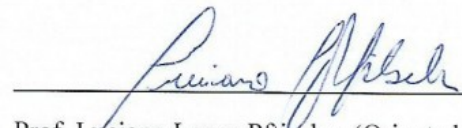
**2016**

**MAX MAY**

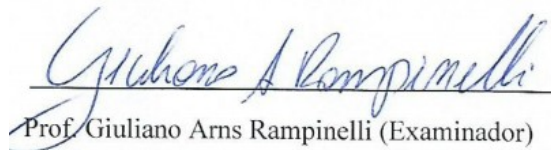
**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM  
ENGENHARIA DE ENERGIA**

Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina - Campus Araranguá.

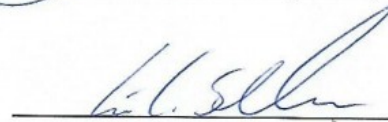
Aprovado em: 07/07/16



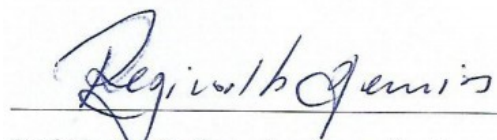
Prof. Luciano Lopes Pftischer (Orientador)



Prof. Giuliano Arns Rampinelli (Examinador)



Prof. César Cataldo Scharlau (Examinador)



Prof. Reginaldo Geremias (Supervisor)

# **AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE**

**Max May<sup>1</sup>**

## **RESUMO**

O aumento da demanda de energia evidencia a necessidade cada vez mais presente na busca por novas fontes energéticas, sobretudo fontes renováveis e com menor impacto ambiental. A energia solar fotovoltaica, técnica confiável e com uma fonte abundante, ganha papel de destaque nas novas fontes de energia. Porém, a conexão de vários microgeradores à rede pode ocasionar distúrbios na mesma. Este trabalho analisa a qualidade da energia elétrica, no que se refere à distorção harmônica de corrente, gerada por um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão, localizado na cidade de Criciúma, SC. Foram realizadas medições durante um período de 14 dias, com o auxílio de um analisador da qualidade de energia. Mostrou-se que, em baixas potências de geração, o conteúdo de distorção harmônica é alto. Porém, em potências próximas a potência nominal do inversor, os valores de distorção harmônica encontram-se dentro do estabelecido em norma.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Qualidade de Energia Elétrica. Distorção Harmônica.

## **1 INTRODUÇÃO**

Nos últimos anos, tem-se acompanhando uma busca frequente por novas fontes de energia, no Brasil e no mundo. A demanda de energia cresce continuamente, sendo que a principal fonte são os combustíveis fósseis, não renováveis em uma escala de tempo humana e também causadores de impactos severos ao meio ambiente. Nesse contexto, a busca por fontes renováveis de energia, com menor impacto ao ambiente, ganha uma importante relevância.

---

<sup>1</sup> Graduando do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas, Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88900-000. Email: maxmay1983@hotmail.com

No que diz respeito ao uso de energias renováveis, pode-se dizer que o Brasil se diferencia em relação ao resto do mundo, devido à grande participação da fonte hídrica na matriz energética. Segundo dados do Ministério de Minas e Energia, em 2014, do total de energia elétrica produzida, 74,6 % foram por fontes renováveis, sendo a energia hidráulica a principal fonte, com 65,2 % de participação.

Uma fonte renovável que começa a surgir no cenário nacional, já bem difundida em outros países, é a energia solar fotovoltaica. Trata-se de uma tecnologia confiável, com uma fonte abundante, e que começa a ter custos mais atrativos, além de incentivos governamentais.

Em 17 de abril de 2012 foi publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a Resolução Normativa nº 482, alterada posteriormente pela Resolução Normativa 687, de 24 de novembro de 2015, que estabelece condições para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de energia elétrica. Assim, usuários do sistema de energia elétrica podem produzir sua própria energia, disponibilizá-la para a rede e ter abatimentos em suas faturas. Dessa forma, a energia solar fotovoltaica, facilmente adaptada ao ambiente urbano, passa a se tornar atrativa para investimento pelo usuário.

Inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos acabam gerando distorções harmônicas, que, ao serem injetadas na rede de energia elétrica, podem provocar distúrbios. A conexão de vários sistemas fotovoltaicos à rede, no sistema atual de energia elétrica, poderia causar impactos significantes. Um novo planejamento nos sistemas de energia elétrica, com a implantação de tecnologias de *smart grid*, seria uma oportunidade para desenvolvimento e atualização do sistema, visando melhorar a eficiência e qualidade da energia elétrica.

Partindo-se desses pressupostos, este projeto propõe-se a medir e analisar a geração de harmônicos de corrente em um sistema fotovoltaico conectado à rede localizado no sul de Santa Catarina, avaliando a conformidade dos mesmos com valores de referência estabelecidos em norma.

A expectativa com este trabalho é um entendimento sobre distorções harmônicas de corrente, avaliando o aparecimento das mesmas em diferentes cenários de potência gerada por sistemas fotovoltaicos.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

A seguir, serão apresentados os fundamentos teóricos básicos relacionados aos temas estudados neste trabalho.

## 2.1 Geração distribuída

A geração distribuída consiste, basicamente, em gerar energia elétrica próxima aos pontos de consumo, independente de potência, fonte ou tecnologia (SOUZA, 2014). Essa geração através de plantas distribuídas localmente reduz a saturação da rede e propicia a realização de investimentos em novas áreas diferentes do investimento tradicional, baseado em grandes plantas de geração e linhas de transmissão (MIRANDA, 2013).

Segundo Rodríguez (2002), algumas características quanto à geração distribuída são: um recurso flexível de energia, diferentemente dos sistemas convencionais de geração e transmissão centralizados, com grande potência; não está associada às complexidades de operações do sistema convencional, como planejamento do despacho e o despacho propriamente dito; as unidades geradoras estão dispostas no nível de baixa tensão, podendo assim consumidores residenciais e comerciais investir em equipamentos para auto-suficiência energética e ceder energia elétrica à rede, para uma posterior compensação.

Ainda segundo Rodríguez (2002), podem ser destacadas algumas vantagens da geração distribuída. Pelo lado do consumidor, o investimento em geração distribuída pode ter um custo menor do que a compra de energia da concessionária. A qualidade e confiabilidade para consumidores que não podem tolerar variações de frequência e tensão também destaca-se como uma vantagem. Do ponto de vista do setor elétrico, a geração distribuída reduz perdas nas linhas de transmissão e distribuição, proporciona maior estabilidade à tensão elétrica, reduz perdas reativas de potência, além de adiar investimentos em subestações e transmissão. Também reduz o risco de erros de planejamento do despacho de energia, que podem resultar em sobrecapacidade do sistema. Finalmente, pelo lado da sociedade, a geração distribuída diversifica a matriz energética, proporcionando maior segurança quanto ao suprimento de energia. O desenvolvimento na economia local e a minimização dos impactos ambientais também são fatores importantes.

### 2.1.1 Regulação

Em 17 de abril de 2012, foi publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Resolução Normativa 482, que estabelece o regime de compensação de energia elétrica no Brasil e prevê as condições gerais para acesso da microgeração e minigeração distribuída ao sistema interligado. Esta foi alterada pela Resolução Normativa 687, de 24 de novembro de 2015.

Segundo o Artigo 1º da Resolução 687, a microgeração é definida como um central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, sendo conectada na rede de distribuição. A minigeração distribuída é definida como uma central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, ou para as demais fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição (ANEEL, 2015).

Ainda segundo a Resolução 687, a energia injetada pelo consumidor à rede de distribuição é posteriormente compensada. A compensação é um sistema onde a energia ativa injetada na rede por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida por empréstimo gratuito à distribuidora local de energia. Posteriormente, o consumo de energia elétrica dessa mesma unidade, ou outra unidade que tenha o mesmo titular, pode ser compensado.

A Resolução 687 também especifica a potência instalada na microgeração e minigeração distribuída, que deve ficar limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada (ANEEL, 2015). A forma de compensação da energia adotada pela Resolução 482 é o *net metering*, onde a unidade consumidora pode optar por compensar seu consumo de energia de forma parcial ou total (MIRANDA, 2013). A energia consumida ao final de cada mês é descontada da energia enviada. Em casos onde o consumidor gera uma quantidade maior de energia do que o consumo, o saldo fica positivo, podendo ser utilizado em meses subsequentes. Porém, a Resolução 687 também estabelece um valor mínimo de cobrança ao usuário, referente ao custo de disponibilidade.

### 2.1.2 Redes de distribuição

No Brasil, o sistema de distribuição é de característica radial, possuindo somente um sentido de fluxo, que vai da subestação de distribuição para a unidade consumidora. O sistema é composto por linhas de distribuição (69, 138 e 161 kV), subestações de distribuição, redes de distribuição em média tensão (13,8, 21 ou 34 kV), transformadores de distribuição (10 até 300 kVA), dispositivos diversos (ex: chaves, seccionadores, religadores, reguladores de tensão, capacitores, para-raios, isoladores, postes, etc) e, no final, por redes de baixa tensão. As tensões das redes de baixa tensão podem variar de 110 a 440 V, porém sendo mais comum as de 127 e 220 V (SOUZA, 2014).

### 2.1.3 Geração distribuída aplicada à baixa tensão

As principais modalidades de geração de energia conectadas à redes de baixa tensão são microturbinas, microcentrais hidrelétricas, aerogeradores de pequeno porte e sistemas solares fotovoltaicos (SOUZA, 2014).

A geração distribuída é uma das grandes vantagens da tecnologia fotovoltaica, devido à possibilidade de instalação junto à própria edificação e ao ponto de consumo, evitando custos para investimento em sistemas de transmissão e distribuição (SANTOS, 2009).

## 2.2 Energia solar fotovoltaica

A seguir serão abordados os temas referentes à tecnologia fotovoltaica.

### 2.2.1 Células e módulos fotovoltaicos

A geração de energia elétrica utilizando a energia solar ocorre de forma direta, por meio do efeito fotovoltaico, onde a energia solar é convertida energia elétrica (PINHO; GALDINO, 2014).

O efeito fotovoltaico ocorre nas células fotovoltaicas, que são associadas em arranjos em série ou em paralelo, formando um módulo fotovoltaico (JUNIOR, 2010). O número de células conectadas em série ou em paralelo depende da tensão e da corrente desejadas (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 1 apresenta o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica:

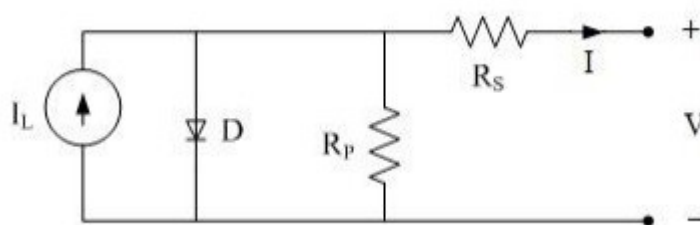


Figura 1 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014).

O circuito é composto por uma fonte de corrente fotogerada, um diodo e uma resistência em série  $R_s$  e uma resistência em paralelo  $R_p$ . (PINHO; GALDINO, 2014).

O módulo fotovoltaico é definido pela sua potência, expressa em Wp (watt-pico). Essa potência é definida em condições padrão, onde se considera uma irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de célula de  $25^\circ\text{C}$  e Massa de Ar (AM) de 1,5.

Nessas condições, é também realizado o traçado da curva I-V do módulo, onde são especificados os seguintes parâmetros: Ponto de Máxima Potência ( $P_{MP}$ ), Tensão de Máxima Potência ( $V_{MP}$ ), Corrente de Máxima Potência ( $I_{MP}$ ), Tensão de Circuito Aberto ( $V_{OC}$ ) e Corrente de Curto Circuito ( $I_{SC}$ ) (PINHO; GALDINO, 2014). Na Figura 2 é apresentada a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico.

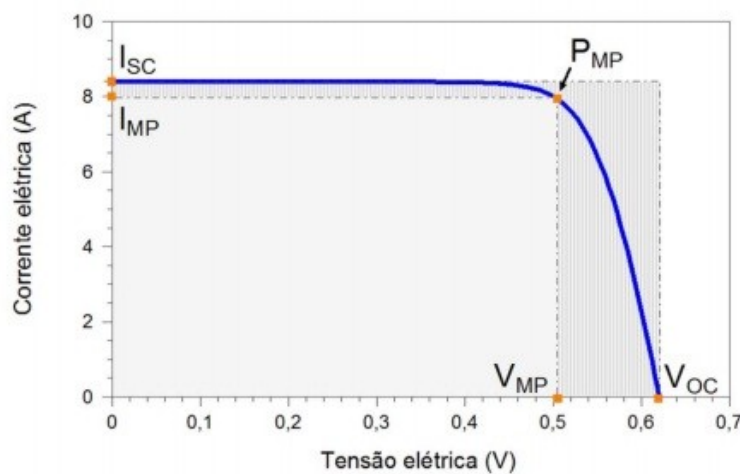


Figura 2 - Curva I-V para um módulo fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

Pelos dados da curva I-V, é especificado o Fator de forma (FF), sendo este definido pela Equação 1 (PINHO; GALDINO, 2014):

$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (1)$$

Quanto mais próxima da forma retangular fica a curva I-V, melhor a qualidade das células do módulo fotovoltaico. A Figura 3 apresenta a definição do FF na curva I-V (PINHO; GALDINO, 2014).



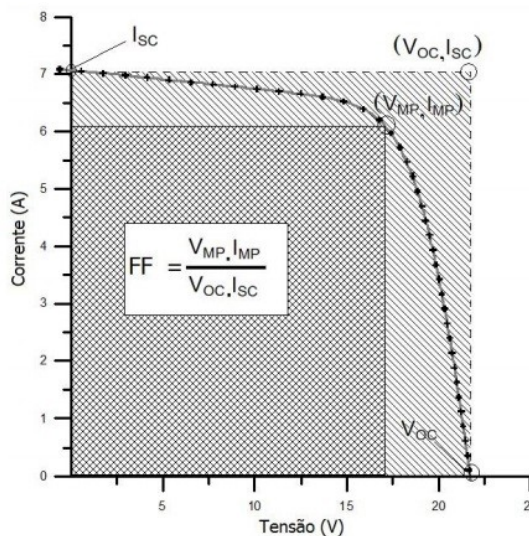


Figura 3 - Representação do Fator de forma na curva I-V (PINHO; GALDINO, 2014).

Outro parâmetro importante definido para um módulo fotovoltaico é a eficiência ( $\eta$ ), que define quanto da energia solar é convertida em energia elétrica. Para as condições padrão de ensaio, este parâmetro é calculado pela Equação 2 (PINHO; GALDINO, 2014):

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G \cdot A_M} \times 100 \quad (2)$$

onde a irradiância é  $G=1000 \text{ W/m}^2$  nas condições padrão de ensaio e  $A_M$  é a área do módulo.

Dois fatores que influenciam significativamente o desempenho dos módulos fotovoltaicos são a irradiância e a temperatura do módulo. A irradiância afeta diretamente a corrente elétrica gerada pelo módulo, onde quanto maior a irradiância maior a corrente elétrica. Já a temperatura afeta a tensão, sendo que com o aumento da temperatura ocorre uma queda na tensão (PINHO; GALDINO, 2014).

### 2.2.2 Inversores Corrente Contínua (CC)/Corrente Alternada (CA)

Inversores são dispositivos eletrônicos com objetivo de converter a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos em corrente alternada (CA) com as mesmas características de tensão, frequência, conteúdo de harmônicos, forma de onda, entre outras, da rede elétrica (RÜTHER, 2004).

Os inversores modernos utilizam chaves eletrônicas de estado sólido (dispositivos semicondutores de potência) com eficiências que podem chegar a 99%. Por meio de um sinal de controle, as chaves eletrônicas podem entrar em estado de condução ou bloqueio, permitindo a conversão de CC para CA e vice-versa. Os principais tipos de dispositivos utilizados em inversores são o *Silicon Controlled Rectifier* (SCR), *Triode of Alternating Current* (TRIAC), *Gate Turn-off Thyristor* (GTO), *Bipolar Junction Transistor* (BJT), *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor* (MOSFET) e *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) (PINHO; GALDINO, 2014).

Para um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), os inversores são divididos em comutados pela rede e autocomutados, sendo que os autocomutados são geralmente utilizados para sistemas de menor potência. Esses equipamentos também se diferenciam pelo número de estágios de conversão e opção de utilização ou não de transformadores. Em relação à conexão com a rede elétrica, podem operar no modo de fonte de corrente (CSI) ou fonte de tensão (VSI) (PUFAL, 2012).

O circuito básico para um inversor CC-CA monofásico é mostrado na Figura 4, conhecido como inversor em meia ponte. As chaves  $S_1$  e  $S_2$  ligam e desligam de modo alternado, produzindo uma forma de onda quadrada de tensão CA. Quando  $S_1$  está ligado e  $S_2$  desligado, a tensão de saída será  $+V_{cc}/2$ . Quando  $S_1$  está desligado e  $S_2$  ligado, a tensão de saída será  $-V_{cc}/2$  (PINHO; GALDINO, 2014).

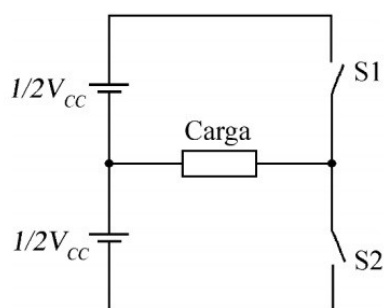


Figura 4- Inversor em meia ponte (PINHO; GALDINO, 2014).

Se ao invés de duas forem utilizadas quatro chaves, tem-se um inversor em ponte completa, como mostrado na Figura 5, que produz uma saída com o dobro da amplitude do inversor em meia ponte, variando de  $+V_{cc}$  a  $-V_{cc}$ . Se as chaves forem ligadas aos pares, de forma alternada e sincronizada ( $S_1$  e  $S_4$ ,  $S_2$  e  $S_3$ ), a tensão na saída será uma onda quadrada, como mostrado na Figura 6. Ao se utilizar um esquema de chaveamento diferente, onde  $S_1$  e  $S_4$ ,  $S_2$  e  $S_3$ , sejam acionados com um defasamento entre eles, tem-se uma tensão igual a 0 em

determinados momentos do ciclo, gerando uma onda quadrada modificada, como mostrado na Figura 7. Nesse tipo de chaveamento, a forma de onda apresenta menor distorção harmônica, com uma Distorção Harmônica Total (THD) de 30%, sendo mais semelhante a uma senóide (PINHO; GALDINO, 2014).

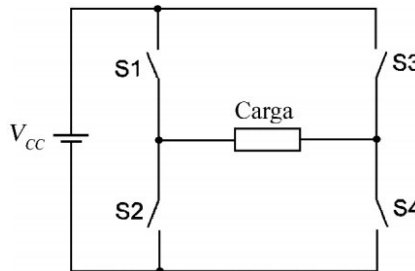


Figura 5 - Inversor em ponte completa (PINHO; GALDINO, 2014).

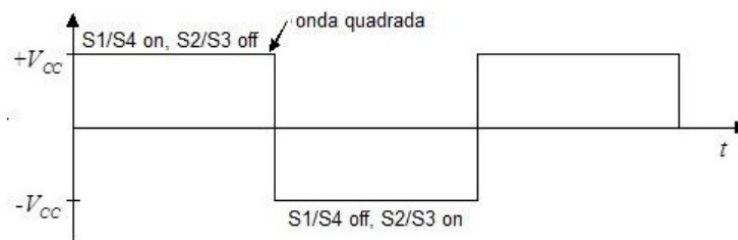


Figura 6 - Onda quadrada (PINHO; GALDINO, 2014).

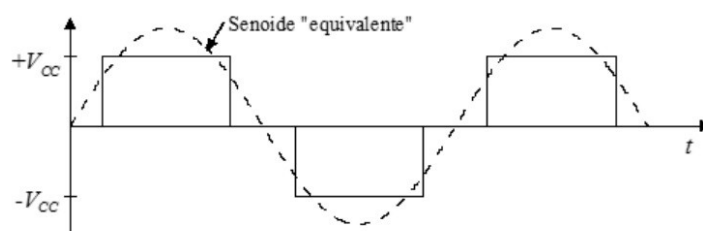


Figura 7 - Onda quadrada modificada (PINHO; GALDINO, 2014).

Mesmo com a redução dos níveis de harmônica na onda quadrada modificada, elas ainda acabam sendo muito altas. Assim, nos inversores modernos, a estratégia de controle mais utilizada é a modulação por largura de pulso (PWM – *Pulse Width Modulation*) (PINHO; GALDINO, 2014). Nos inversores modulados por PWM, a tensão de saída é controlada pela variação nos estados ligado e desligado, de modo que os períodos ligados sejam mais longos no pico da onda. O sinal PWM pode ser gerado através da comparação entre uma onda

senoidal de referência  $V_{ca\text{ref}}$ , com amplitude e frequência igual à desejada na saída do inversor, com uma onda triangular  $V_{tri}$  portadora de alta frequência. Durante o período em que a onda de referência é maior que a onda portadora, as chaves são operadas para fornecer pulsos no sentido positivo e, caso contrário, os pulsos são fornecidos no sentido negativo. A Figura 8 mostra uma forma de onda controlada por largura de pulso senoidal (AHMED, 2008).

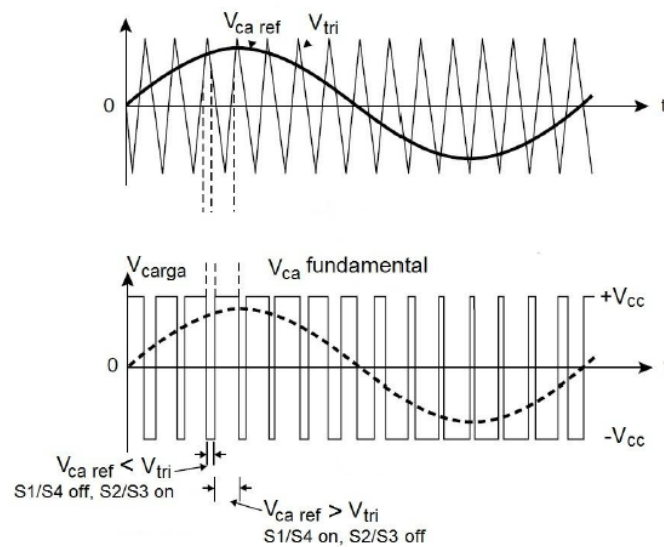


Figura 8 - Onda modulada por largura de pulso (PINHO; GALDINO, 2014).

Os inversores PWM apresentam baixa THD devido a uma filtragem para retirar as componentes harmônicas de alta frequência, elevada eficiência e uma ótima regulação de tensão de saída (PINHO; GALDINO, 2014).

### 2.2.3 Seguidor do Ponto de Máxima Potência

Como mostrado na Figura 3, há um ponto na curva I-V chamado  $P_{MP}$  (Ponto de Máxima Potência), onde o produto da tensão pela corrente tem seu valor máximo. Também foi exposto anteriormente que a irradiância e a temperatura do módulo fotovoltaico afetam diretamente o desempenho do módulo onde a corrente aumenta com a irradiância e a tensão diminui com a temperatura.

A curva I-V de um módulo fotovoltaico pode ser alterada por alguns fatores, como sombreamentos parciais provocados por árvores e edificações próximas, folhas, sujeiras, ou mesmo a passagem de nuvens. Assim, faz-se necessário um mecanismo de controle que

observe continuamente as modificações na curva I-V e atue sobre a eletrônica do inversor, de modo que mantenha o sistema operando na tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência e evitando perdas nas células. Esse processo é conhecido como Seguidor do Ponto de Máxima Potência (MPPT – do inglês *Maximum Power Point Tracking*). Um MPPT deve ser preciso (medidas de tensão e corrente de qualidade), eficaz (capaz de encontrar o ponto de máxima potência mesmo com a ocorrência de máximos locais) e rápido (deve adaptar-se com presteza às variações bruscas de irradiância). As estratégias de MPPT podem dividir-se em métodos diretos, como o perturbar & observar e o da condutância incremental, e métodos indiretos, como o da tensão fixa, tensão de circuito aberto, e corrente de curto circuito (PINHO; GALDINO, 2014).

#### 2.2.4 Configurações módulo-inversor

Basicamente, o sistema formado pelos módulos e o inversor pode ter 4 configurações básicas, conforme apresentado na Figura 9.

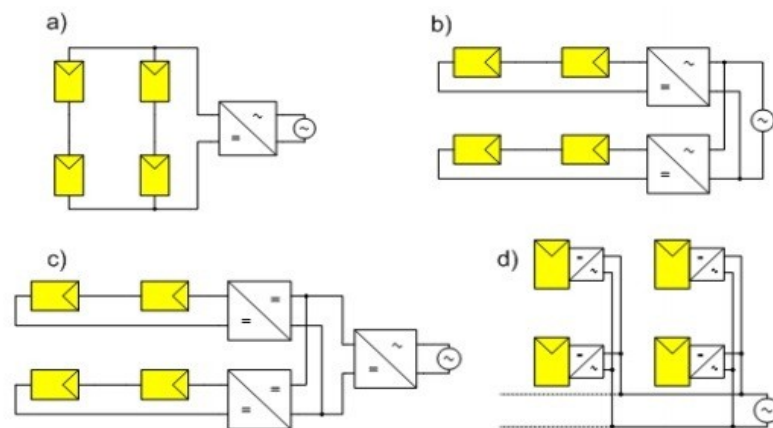


Figura 9 - Configurações de ligação de um SFCR (SCHIMPF; NORUM, 2008).

A configuração da Figura 9a é chamada de inversor central, onde vários módulos em série (*strings*) são conectados em paralelo e então conectados ao inversor. Essa configuração apresenta algumas desvantagens, como perdas por *mismatch* (descasamento) entre os módulos ou *strings*, e também não se consegue encontrar o MPPT para cada *string* individualmente. Apresenta como vantagens a alta eficiência devido à potência do inversor ser maior quando comparada com inversores por *string*. É a primeira escolha para sistemas fotovoltaicos de médio e grande porte (SCHIMPF; NORUM, 2008).

A configuração da Figura 9b é caracterizada por inversores por *string*, onde não são utilizadas ligações em paralelo e cada *string* é conectada a um inversor. Apresenta como desvantagem o alto custo dos inversores, quando comparado aos inversores centrais. A vantagem dessa configuração é que cada *string* tem regulação individual do MPPT (SCHIMPF; NORUM, 2008).

A configuração da Figura 9c é conhecida como inversor *multistring*, que possui duas ou três entradas, e assim cada *string* terá seu próprio MPPT. A desvantagem é que são necessários dois estágios de conversão de energia para permitir o MPPT (SCHIMPF; NORUM, 2008).

A configuração da Figura 9d é caracterizada por cada módulo possuir seu próprio inversor acoplado, sendo também conhecido como módulo-CA. Assim, cada módulo terá seu próprio MPPT. Tem como desvantagem, a baixa potência que leva a uma baixa eficiência e também alto custo (SCHIMPF; NORUM, 2008).

#### 2.2.5 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR)

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são uma aplicação da tecnologia solar fotovoltaica, onde o arranjo fotovoltaico atua complementando o sistema elétrico em que está conectado. Podem ser grandes centrais geradoras ou pequenas centrais, com geração próxima ao local de consumo. Essas pequenas centrais são conhecidas como Edificações Solares Conectadas à Rede (EFCR) (RODRÍGUEZ, 2002).

A principal característica quanto à operação destas instalações é a sua instalação em paralelo com a rede de distribuição, onde o consumidor pode utilizar eletricidade das duas fontes, simultaneamente. Quando o consumo é inferior à produção, o excedente pode ser injetado na rede e, caso contrário, a rede pode suprir a demanda de energia do consumidor (ZILLES apud RODRÍGUEZ, 2002). É necessário controlar a quantidade de energia gerada, tanto para um controle da concessionária de energia elétrica e também para o próprio consumidor, que receberá créditos conforme a energia injetada (SANTOS, 2009).

Esse tipo de instalação é constituído, basicamente, por módulos fotovoltaicos e um inversor CC-CA, sendo a rede elétrica vista com um elemento armazenador. Destacam-se nesse tipo de sistema a elevada produtividade e a ausência de um conjunto de baterias, que têm uma baixa vida útil (JUNIOR, 2010). A energia produzida pode ser consumida diretamente pela unidade que a produz ou, então, injetada na rede de energia elétrica, sendo

consumida por outras unidades conectadas ao sistema. A Figura 10 apresenta a configuração de um SFCR (PINHO; GALDINO, 2014).

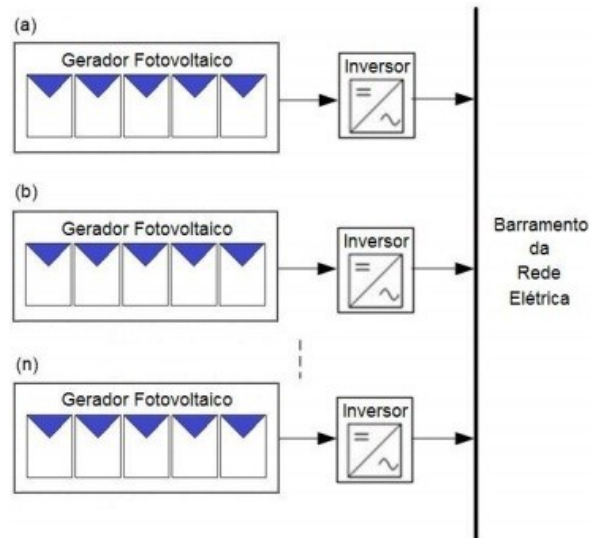


Figura 10 - Sistema fotovoltaico conectado a rede (PINHO; GALDINO, 2014).

### 2.3 Harmônicos

As distorções harmônicas de corrente e tensão ocorrem devido ao surgimento de frequências harmônicas em relação à onda fundamental. O número de vezes que a frequência da componente harmônica é múltipla inteira da frequência fundamental é chamada de ordem harmônica (PUFAL, 2012). A Figura 11 mostra uma corrente global decomposta em suas componentes harmônicas (MARTINHO, 2009).

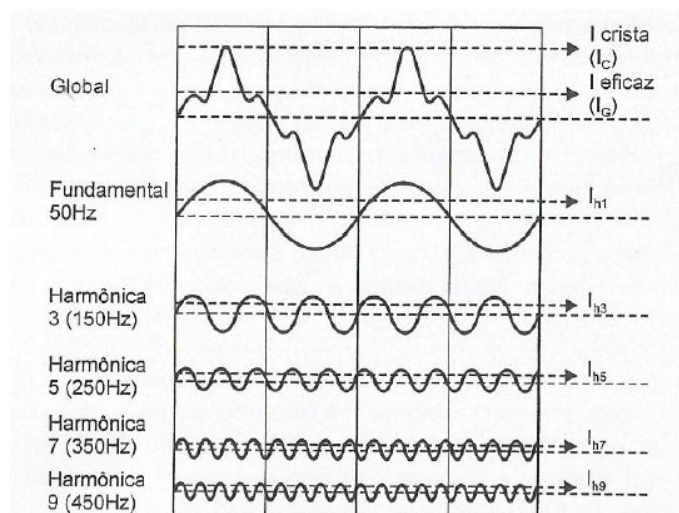


Figura 11 -Decomposição de um sinal distorcido (MARTINHO, 2009).

No Brasil, as formas de onda de tensão e corrente em sistemas de CA estão na frequência de 60 Hz, sendo as componentes harmônicas múltiplas deste valor. Nos casos onde algumas dessas grandezas contiver alguma deformação, existirão componentes harmônicas. As deformações são causadas, principalmente, por cargas não lineares, conectadas à rede elétrica (PUFAL, 2012).

Em inversores utilizados em SFCRs, a tensão de saída é sincronizada com o sinal de tensão da rede, devendo a corrente ser o mais próximo possível de uma senóide, ou seja, com baixa distorção harmônica. Porém, isso acaba não ocorrendo de maneira ideal, e em baixas potências há o aparecimento de harmônicas (JUNIOR, 2010).

Os principais indicadores de harmônicos utilizados são a Distorção Harmônica Total de Tensão ( $THD_v$ ), Distorção Harmônica Total de Corrente ( $THD_i$ ), Distorção Harmônica de Tensão Individual ( $IHD_v$ ) e Distorção Harmônica de Corrente Individual ( $IHD_i$ ) (SILVA, 2008). Esses indicadores estão apresentados nas Equações 3-6.

$$THD_v = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}{V_1^2}} \times 100(\%) \quad (3)$$

$$THD_i = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2}{I_1^2}} \times 100(\%) \quad (4)$$

$$IHD_v = \frac{V_h}{V_1} \times 100(\%) \quad (5)$$

$$IHD_i = \frac{I_h}{I_1} \times 100(\%) \quad (6)$$

onde:

$h$  = ordem harmônica;

$h_{max}$  = ordem harmônica máxima;

$V_h$  = valor eficaz da tensão de ordem “h”;

$I_h$  = valor eficaz da corrente de ordem “h”;

$V_1$  = valor eficaz da tensão fundamental;

$I_1$  = valor eficaz da corrente fundamental.

De acordo com a norma ABNT NBR 16149:2013, a distorção harmônica total de corrente para sistemas fotovoltaicos deve ser inferior a 5% em relação à corrente



fundamentalna potência nominal do inversor. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Limite de distorção harmônica de corrente.

Harmônicas Ímpares	Limite de Distorção
3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	< 4,0%
11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	< 2,0%
17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	< 1,5%
23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	< 0,6%
Harmônicas Pares	Limite de Distorção
2 <sup>a</sup> a 8 <sup>a</sup>	< 1,0%
10 <sup>a</sup> a 32 <sup>a</sup>	< 0,5%

Fonte: ABNT, 2013.

Distorções harmônicas acabam por ocasionar aumento nas despesas com energia devido ao aumento nos valores de corrente, envelhecimento dos materiais e perdas de produtividade. Exemplos de problemas que podem aparecer são fenômenos de ressonância, perdas nos condutores, perdas nas máquinas assíncronas, perdas nos transformadores, perdas nos capacitores, sobrecarga de alternadores e no-breaks, deformação da tensão de alimentação, sobrecarga do condutor neutro, entre outros (SCHNEIDER, 2003). A Figura 12 apresenta as formas de onda de tensão e corrente na saída de um inversor, para potências nominais de 60 % (a) e 10 % (b). Pode-se perceber que, com uma potência de 10 %, a forma de onda de corrente é bem distorcida.

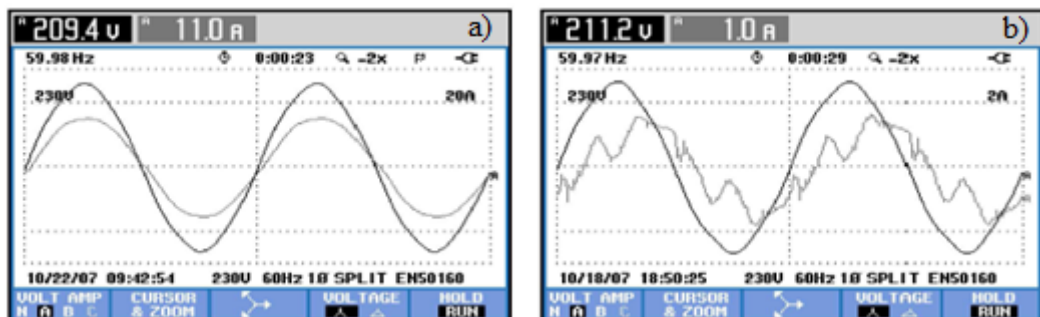


Figura 12 - Tensão e corrente na saída do inversor (RAMPINELLI; KRENZINGER, 2011).

### 3 METODOLOGIA

A seguir é descrita a metodologia utilizada para a realização deste trabalho, detalhando os procedimentos realizados com o objetivo de determinar as distorções harmônicas de corrente em um sistema fotovoltaico.

#### 3.1 Coleta de dados

Foram realizadas medições em um sistema fotovoltaico de 3,06 kWp, localizado na cidade de Criciúma, sul de Santa Catarina. Para tal, foi instalado um analisador de qualidade de energia na saída do inversor, por um período de duas semanas, entre os dias 11 e 25 de maio de 2016. O sistema é composto por 12 módulos de silício policristalino Canadian Solar CS6P-255, de 255 Wp cada, e um inversor monofásico SMA SB 2.5, de 2,5 kW, sem transformador integrado, apresentado na Figura 13.



Figura 13 - Inversor SMA SB 2.5. Fonte: Autor.

Segundo dados do fabricante, a corrente nominal do inversor é de 11 A. Também é estabelecido o valor de  $THD_i$  de 3 %, considerando uma operação em uma potência ativa relativa de 50 % da nominal, e uma  $THD_v$  inferior a 2 %.

O analisador utilizado é do fabricante IMS, modelo PowerNet P-600, e foi configurado para registrar dados de tensão e corrente alternada, em intervalos de 10 minutos. A partir desses registros, o analisador determina os dados de potência e distorção harmônica. Em

relação a distorção harmônica, foram registrados dados da  $THD_i$  e da  $IHD_i$ , sendo esta da fundamental até a 41ª harmônica.

A Figura 14 apresenta um esquema do ponto de instalação do analisador e a Figura 15 o detalhe do analisador no local instalado.

O analisador utilizado faz a medição de corrente com o auxílio de uma argola, baseada no Efeito Hall. A medição por Efeito Hall consiste em detectar o campo magnético gerado pela corrente que percorre um condutor. O sensor de Efeito Hall gera uma tensão proporcional à intensidade do campo magnético (BALBINOT, 2010).

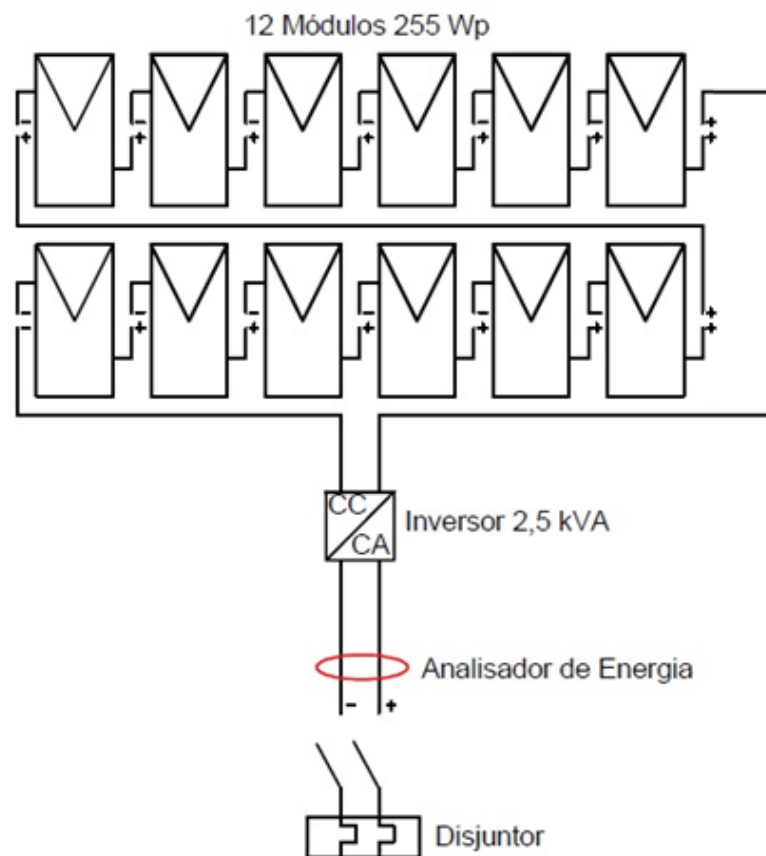


Figura 14 - Esquema do local de instalação do analisador de energia. Fonte: Autor



Figura 15 - Argola para medição de corrente. Fonte: Autor.

### 3.2 Análise dos dados

Os dados obtidos com as medições foram transferidos para o computador e analisados com o *software* analisador IMS. Para uma melhor comparação entre os diversos valores e construção de gráficos, os mesmos foram convertidos para o formato .CSV e então analisados com o *software* Microsoft Excel.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A seguir são apresentados os resultados das medições realizadas, juntamente com a discussão dos mesmos.

### 4.1 Análise e comparação dos resultados com a norma ABNT NBR 16149:2013

Com base nos dados obtidos, foram verificados o valor para a  $THD_i$  e as  $IHD_i$ , relativas ao momento no qual o inversor estava trabalhando em sua potência nominal ou o mais próximo possível disso. Durante o período analisado, a maior potência gerada pelo sistema foi de 2,4 kW, às 12:00 horas do dia 14 de maio. Essa potência corresponde a 96 % da potência nominal do inversor.

O valor da  $THD_i$  ficou em 4,9 %, portanto dentro do limite de 5% estabelecido pela norma. Os valores para as  $IHD_i$  são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Valores de  $IHD_i$  para uma potência relativa de 96 % registrada às 12:00 horas do dia 14/05.

<b>Harmônicas Ímpares</b>	<b>Valor (%)</b>	<b>Referência</b>	<b>Harmônicas Pares</b>	<b>Referência</b>	<b>Valor (%)</b>
3 <sup>a</sup>	1,6	< 4,0 %	2 <sup>a</sup>	< 1,0 %	0,9
5 <sup>a</sup>	2,8	< 4,0 %	4 <sup>a</sup>	< 1,0 %	0,7
7 <sup>a</sup>	1,6	< 4,0 %	6 <sup>a</sup>	< 1,0 %	0,8
9 <sup>a</sup>	0,2	< 4,0 %	8 <sup>a</sup>	< 1,0 %	0,3
11 <sup>a</sup>	0,5	< 2,0 %	10 <sup>a</sup>	< 0,5 %	0,2
13 <sup>a</sup>	0,2	< 2,0 %	12 <sup>a</sup>	< 0,5 %	0,3
15 <sup>a</sup>	0,3	< 2,0 %	14 <sup>a</sup>	< 0,5 %	0,2
17 <sup>a</sup>	0,3	< 1,5 %	16 <sup>a</sup>	< 0,5 %	0,2
19 <sup>a</sup>	0,1	< 1,5 %	18 <sup>a</sup>	< 0,5 %	0,2
21 <sup>a</sup>	0,1	< 1,5 %	20 <sup>a</sup>	< 0,5 %	0,1
23 <sup>a</sup>	0,2	< 0,6 %	22 <sup>a</sup>	< 0,5 %	0,1
25 <sup>a</sup>	0	< 0,6 %	24 <sup>a</sup>	< 0,5 %	0,5
27 <sup>a</sup>	0,2	< 0,6 %	26 <sup>a</sup>	< 0,5 %	0,1
29 <sup>a</sup>	0,1	< 0,6 %	28 <sup>a</sup>	< 0,5 %	0,1
31 <sup>a</sup>	0	< 0,6 %	30 <sup>a</sup>	< 0,5 %	0,1
33 <sup>a</sup>	0,1	< 0,6 %	32 <sup>a</sup>	< 0,5 %	0,1

Fonte: Autor.

Observando a Tabela 2, pode-se perceber que todos os valores registrados para as  $IHD_i$  para uma geração de 96 % em relação a potência nominal do inversor ficaram dentro do limite estabelecido pela norma.

#### 4.2 Distorção Harmônica Total de Corrente

Foram realizadas análises também em relação a períodos distintos de geração, para verificar a variação da distorção harmônica em relação à potência gerada. A Figura 16 apresenta uma relação da potência gerada com a potência nominal, por dia, durante todo o período de medição. Pelo gráfico e pelos dados registrados, pode-se perceber que o dia com maior geração fotovoltaica foi o dia 17/05, e o dia com menor geração foi o dia 22/05.

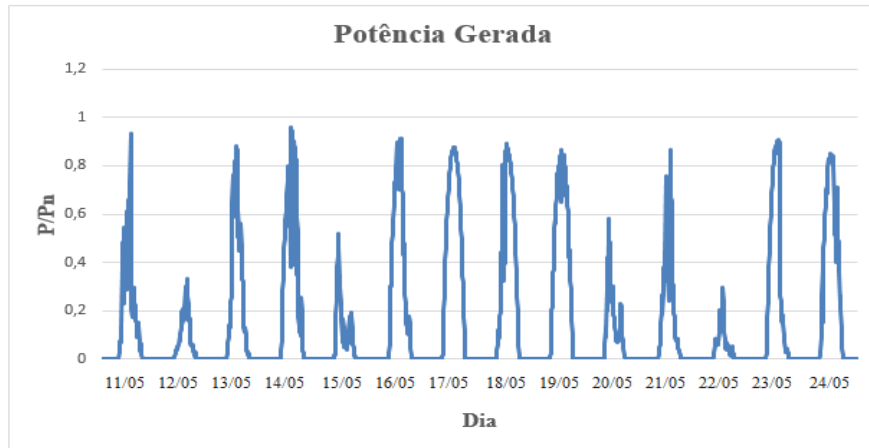


Figura 16 - Geração fotovoltaica em relação a potência nominal no período analisado. Fonte: Autor.

Tendo como base os dois casos extremos de geração de potência, foram realizadas análises para a  $THD_i$ . A Figura 17 apresenta a relação entre a  $THD_i$  e a potência gerada para o dia 17/05. Pode-se perceber que, quando a potência gerada é aproximadamente 50 % em relação a nominal, a  $THD_i$ , na maioria dos casos, fica abaixo de 10 %. Com aproximadamente 40 % de potência gerada em relação a nominal, a  $THD_i$  não chega a ultrapassar 40 %. Porém, nos casos de baixa geração, como nas primeiras horas da manhã e nos finais de tarde, onde a geração é inferior a 20% da nominal, a  $THD_i$  alcança valores acima de 80%, chegando a 90% em alguns casos. Pode-se perceber alguns picos durante o intervalo onde a geração fotovoltaica é alta. Isso pode ser explicado por passagem de nuvens, que acabam por ocasionar uma diminuição na potência gerada.

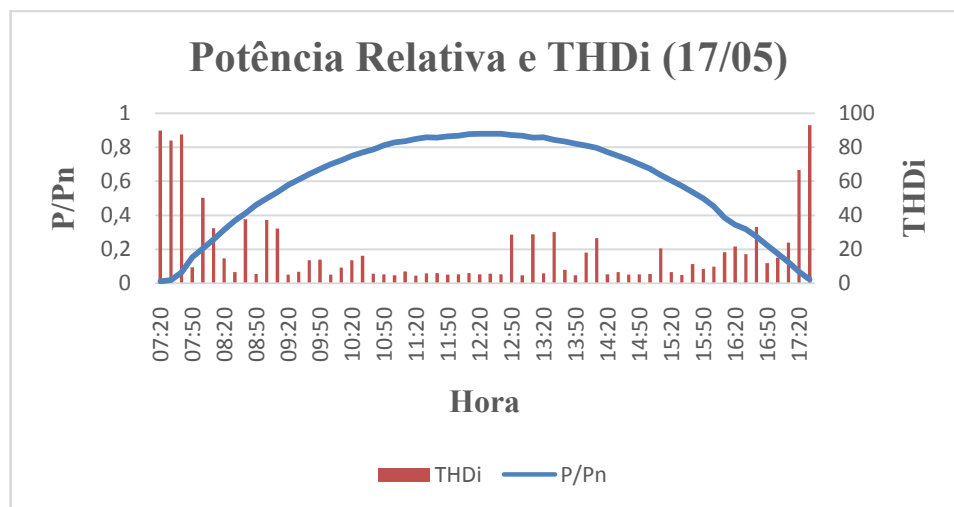


Figura 17 -  $THD_i$  em relação a potência gerada para o dia 17/05. Fonte: Autor.

A Figura 18 apresenta a relação entre a  $THD_i$  e a potência gerada para o dia 22/05. Pode-se perceber que o valor de  $THD_i$  fica acima de 50 % durante a maior parte do período, visto que a potência relativa não chegou a 30 % em nenhum momento do dia. Logo, a  $THD_i$  para um sistema fotovoltaico é fortemente dependente da irradiância recebida pelo sistema. A Figura 19 mostra melhor a relação entre a potência relativa e a  $THD_i$  para todo o período estudado. Resultados semelhantes, com altas taxas de  $THD_i$  quando o inversor opera em baixa potência relativa, foram encontrados por Fekete *et al* (2011) e Schlabbach (2008).

Esse comportamento, de altos valores de  $THD_i$  para baixas potências, ocorre devido a características intrínsecas do próprio inversor, como controle e componentes não lineares, e também devido ao fato de o inversor ser projetado para operar em potência nominal (BLOCK, 2014).

Segundo Chicco (2009), em condições de baixa potência, com a potência gerada sendo aproximadamente 20 % da nominal, o MPPT do inversor não consegue encontrar o ponto de eficiência para produzir uma forma de onda senoidal de saída.

A  $THD_i$  também é dependente da  $THD_v$ , que é afetada pela rede elétrica onde o sistema está conectado (RAMPINELLI, 2010). Porém, seus valores não foram considerados neste trabalho.

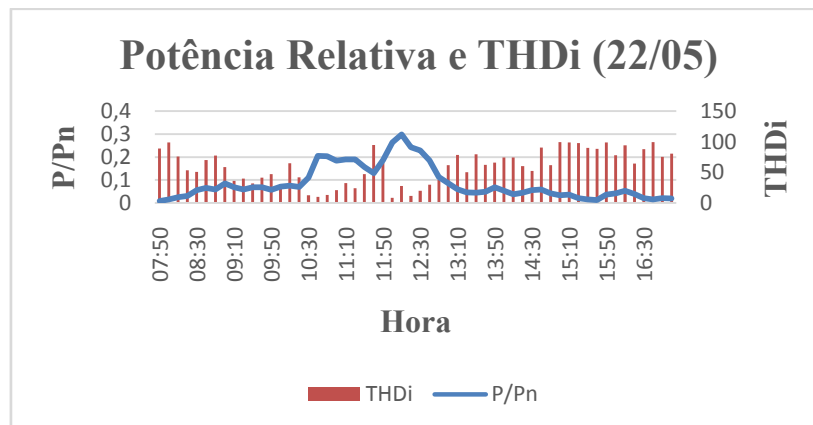


Figura 18 - Curva da  $THD_i$  em relação a potência gerada para o dia 22/05. Fonte: Autor.

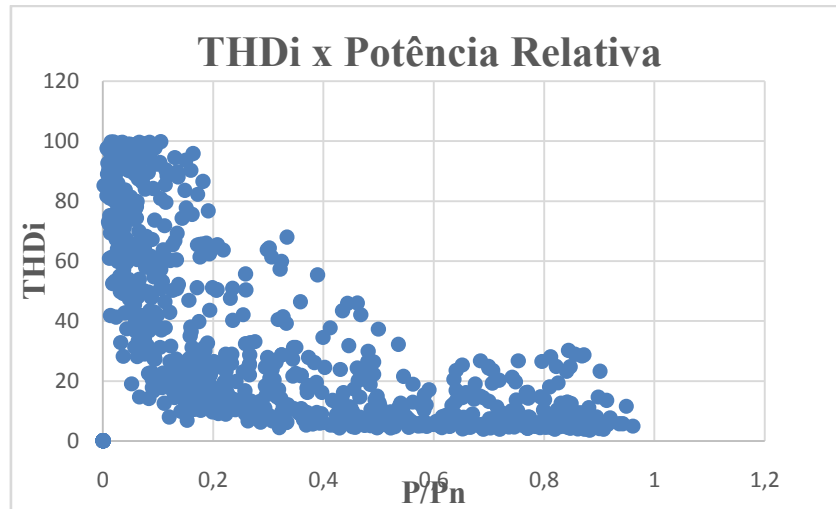


Figura 19 - Relação entre  $THD_i$  e Potência Relativa para todo o período estudado. Fonte: Autor.

Em condições de tempo não favoráveis, a irradiância é baixa e, como a corrente elétrica é dependente da mesma, nos casos de sombreamento haverá uma corrente elétrica baixa, o que proporcionará altos valores de  $THD_i$ . A emissão de harmônicas de corrente também é dependente de harmônicas de tensão presentes na rede elétrica na qual o inversor está conectado (SCHLABBACH, 2008), porém no presente trabalho não foi levado em consideração uma análise das harmônicas de tensão.

#### 4.2 Distorção Harmônica Individual de Corrente

Durante as medições, também foram coletados dados das  $IHD_i$ . Os principais responsáveis pelos níveis de distorção harmônica são os harmônicos ímpares 3, 5, 7 e 9 (RAMPINELLI; KRENZINGER, 2011). A Figura 20 apresenta os níveis desses harmônicos em relação à potência relativa dos inversores.

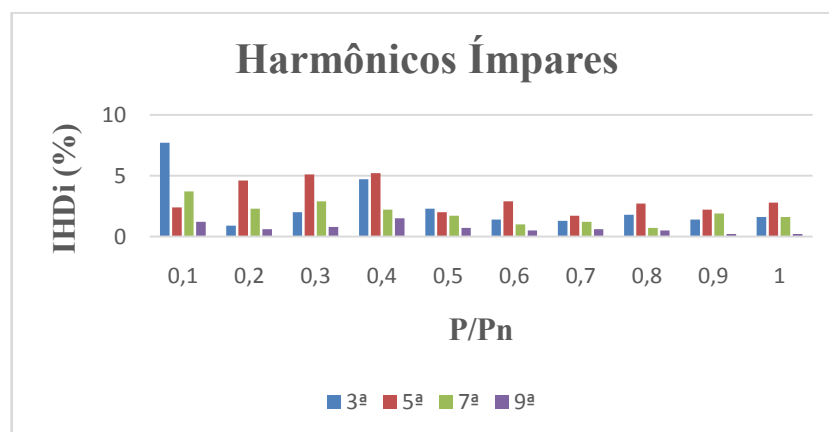


Figura 20 - Harmônicos 3, 5, 7 e 9 em relação a potência relativa. Fonte: Autor.



Os valores de  $IHD_i$  ultrapassam os limites quando a potência é inferior a 50 % da potência nominal. Com o inversor trabalhando com 50 % da potência nominal, os valores de  $IHD_i$  encontram-se dentro dos valores limitados pela norma, lembrando que a norma estabelece os limites para quando o inversor está trabalhando em potência nominal.

A Figura 21 apresenta uma comparação entre os harmônicos 1 ao 33, em comparação as potências relativas de 10 % e 96 %. É possível observar também a relação direta entre potência e  $IHD_i$ , da mesma forma que ocorre com a  $THD_i$ . As primeiras harmônicas ímpares são as predominantes.

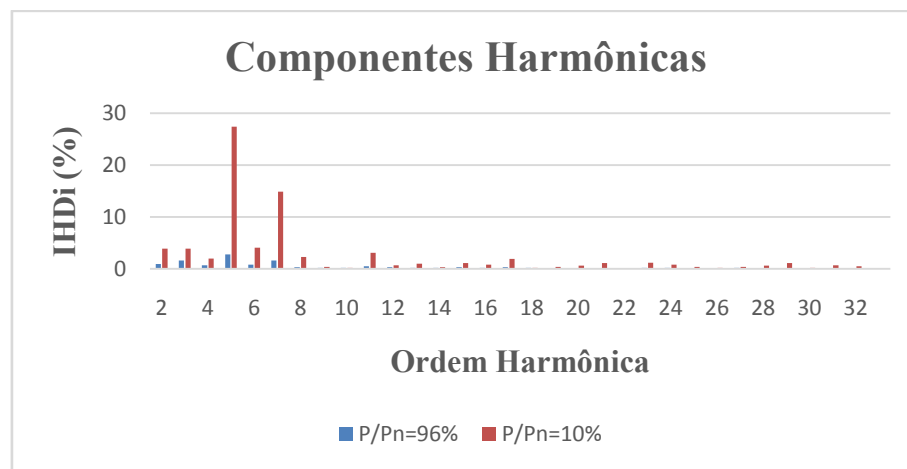


Figura 21 - Componentes harmônicas em diferentes potências relativas. Fonte: Autor.

É importante ressaltar também que para pequenos sistemas de geração como o estudado, onde a corrente nominal é de 11 A, as taxas de distorção influenciam pouco a rede, devido à baixa corrente. Um possível aumento na quantidade de sistemas fotovoltaicos à rede, com os mesmos injetando distorções harmônicas na rede elétrica, poderia levar a ocorrência de distúrbios significativos no sistema.

## 5 CONCLUSÃO

O presente trabalho analisou os dados de distorção harmônica em um sistema fotovoltaico conectado à rede, composto por 12 módulos de 255 Wp e um inversor de 2,5 kW, com o auxílio de um analisador de qualidade de energia, por um período de duas semanas. Foram realizadas medições das taxas de distorção harmônica total e individual durante todo o período e comparados os resultados com os valores de referência definidos na norma ABNT NBR 16149:2013. Em ambos os casos, tanto para a distorção harmônica total,

quanto para a individual, em potências próximas a potência nominal do inversor, a distorção harmônica manteve-se dentro dos limites estabelecidos. Os resultados mostraram também que as taxas de distorção harmônica dependem fortemente da potência relativa, apresentando altas taxas de distorção no início da manhã e final do dia, ou períodos nublados, onde a potência gerada é baixa.

Para sistemas fotovoltaicos de pequeno porte e com baixa corrente, como o estudado, as correntes geradas pelas distorções harmônicas também serão baixas. Porém, com a possível disseminação da tecnologia fotovoltaica, a conexão de vários sistemas na rede elétrica poderia começar a trazer transtornos significativos ao sistema de energia. A implementação de *smart grids*, para uma melhor otimização do sistema, seria uma estratégia de desenvolvimento a ser adotada.

Para possíveis trabalhos futuros, seria interessante analisar inversores de diferentes marcas e potências, para verificar se os mesmos atendem os limites estabelecidos em norma e também realizar estudos para verificar a possibilidade de diminuir as distorções harmônicas quando o inversor opera em baixas potências.

## ABSTRACT

The increase in energy consumption leads to the search for new energy sources, especially renewable sources with less environmental impact. Photovoltaic solar energy is a reliable technique and an abundant power source, with an important role in the new energy sources. However, the connection of various microgenerators to the grid may cause disturbances, due to the nonlinear characteristics of the power electronic devices employed. This project analyze the power quality of electric power generated by a photovoltaic system connected to low-voltage grid, located in the city of Criciúma, SC. The focus of the work is the analysis of harmonic current distortion. Measurements were made over a period of 14 days, using a power quality analyzer. It was shown that in low power conditions, the harmonic distortion content is high. However, near the nominal power of the inverter, the harmonic distortion values are within the set in technical standards.

Keywords: Photovoltaic Power, Electrical Power Quality, Harmonic Distortion.

## REFERÊNCIAS

AHMED, Ashfaq. **Eletrônica de potência**. 1. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2008. 479p.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 414, de 09 de setembro de 2010**. Brasil, 2010. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em 02 de out. de 2015.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012**. Brasil, 2012. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 02 de out. de 2015.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasil, 2012. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em 21 de jun. de 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149:2013**: Sistemas fotovoltaicos (FV)— Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2013.

BALBINOT, A.; BRUSAMARELLO, V. J. **Instrumentação e Fundamentos de Medidas**. 2. ed. Vol. 1. Editora LTC. 2010.

BLOCK, Pedro A. B. *et al.* **Power Quality Analyses of a Large Scale Photovoltaic System**. The fifth international renewable energy congress IREC, Hammamet, Tunisia, 2014. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6826946>>. Acesso em 22 de jun. de 2016.

CHICCO, Gianfranco; SCHLABBACH, Jurgen; SPERTINO, Filippo. **Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations**. Solar Energy Journal, New York, v. 83, n. 12, p. 1026-1039, fev. 2009. Disponível em <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X09000036>>. Acesso em 25 de jun. de 2016.

FEKETE, K.; KLAIC, Z.; MAJDANDZIC, L. **Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid**. Renewable Energy, v. 43, p. 140-148, 2012. Disponível em <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148111006288>>. Acesso em 26 de ago. de 2015.

JUNIOR, Jair Urbanetz. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbana: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. 189 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010. Disponível em <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/94284?show=full>>. Acesso em 20 de set. de 2015

MARTINHO, Edson. **Distúrbios da energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Editora Érica, 2009. 140p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Resenha energética brasileira – Exercício de 2014.** Maio, 2015. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/documents/1138787/1732840/Resenha+Ener%C3%A9tica+-+Brasil+2015.pdf/4e6b9a34-6b2e-48fa-9ef8-dc7008470bf2>>. Acesso em 14 de set. de 2015.

MIRANDA, Raul Figueiredo Carvalho. **Análise da inserção de geração distribuída de energia solar fotovoltaica no setor residencial brasileiro.** 2013. 291 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Programa de Pós Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em <<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/miranda.pdf>>. Acesso em 14 de set. de 2015.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** CRESESB, 2014. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)> Acesso em 14 de set. de 2015.

PUFAL, Ricardo Augusto. **Modelagem de cargas não lineares e rede de energia elétrica para simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** 2012. 67 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012. Disponível em <<http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/60994>>. Acesso em 16 de jun. de 2016.

RAMPINELLI, A. G., 2010. **Estudo das características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** 2010. 254 f. Tese (Doutorado em Engenharia) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010. Disponível em <[http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/27935?locale=pt\\_BR](http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/27935?locale=pt_BR)>. Acesso em 25 de jun. de 2016.

RAMPINELLI, G.A, KRENZINGER, A. **Estudo da Qualidade da Energia Elétrica Injetada à rede por Inversores utilizados em Sistemas Fotovoltaicos.** Avances en Energia Renovables y Medio Ambiente. Argentina, ano 15, 2011. Disponível em <<http://docplayer.com.br/12052130-Estudo-da-qualidade-da-energia-eletrica-injetada-a-rede-por-inversores-utilizados-em-sistemas-fotovoltaicos.html>>. Acesso em 01 de jun. de 2016.

RODRÍGUEZ, Carlos Roberto Cervantes. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** 2002. 118 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002. Disponível em <[http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/Tese\\_\\_Carlos.pdf](http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/Tese__Carlos.pdf)>. Acesso em 16 de set. de 2015.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.** Florianópolis: Editora UFSC/LABSOLAR, 2004.

SANTOS, Isis Portolan. **Integração de painéis solares fotovoltaicos em edificações residenciais e sua contribuição em um alimentador de energia de zona urbana mista.** 2009. 110 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009. Disponível em <<http://fotovoltica.ufsc.br/Dissertacoes/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20final-Isis.pdf>>. Acesso em 27 de set. de 2015.

SCHLABBACH, J. **Harmonic current emission of photovoltaic installations under system conditions.** Proceedings 5th International Conference European Electricity Markets, Lisbon, Portugal, 2008, pp. 1-5. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4579000>>. Acesso em 24 de out. de 2015.

SCHIMPF, Fritz; NORUM, Lars E. **Grid connected converters for photovoltaic, state of the art, ideas for improvement of transformerless inverters.** Proceedings of Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, NORPIE 2008, Espoo, Finland. Disponível em <<https://aaltodoc.aalto.fi/discover>>. Acesso em 24 de set. de 2015.

SCHNEIDER. **Workshop Instalações elétricas de baixa tensão - Qualidade de energia - Harmônicas.** 19p. 2003.

SILVA, Luiz Carlos Evangelista da. **Efeitos das distorções harmônicas (tensões e correntes) e desequilíbrios (tensões) em medidores eletrônicos trifásicos de energia elétrica ativa.** 2008. 202f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008. Disponível em <[http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/232-dissertacao\\_luiz\\_evangelista.pdf](http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/232-dissertacao_luiz_evangelista.pdf)>. Acesso em 21 de out. de 2015.

SOUZA, Márcio Eli de. **Inserção de microgeração distribuída nas redes de baixa tensão: implantação de telhados solares – Estudo de caso real.** 2014. 104f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009. Disponível em <<http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1117M.PDF>>. Acesso em 14 de set. de 2015.

VIANA, Trajano de Souza. **Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil.** 2010. 115 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010. Disponível em <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/93778>>. Acesso em 14 de set. de 2015.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Universidade Federal de Santa Catarina, por tornarem possível a realização deste trabalho.

Aos professores, que contribuíram para a minha formação profissional, e em especial ao professor Luciano Lopes Pfitscher, orientador deste projeto.

Agradeço também a Sandro da Silva e Jair Manique Barreto Júnior, pela oportunidade de acesso ao sistema fotovoltaico analisado neste projeto, e também a Vitor Antunes, pela cooperação na instalação do analisador de qualidade de energia.

Finalmente, a todos que ajudaram direta ou indiretamente neste projeto.